

УДК 553.982.2

Г.П. Кузнецова, к.г.-м.н., доцент кафедры промышленной геологии РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, e-mail: gp_kuznetsova@ipne.ru; **А.С. Лукашев**, аспирант РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина; **И.И. Хакимов**, геолог 2-й категории ЦДНГ-6 ТПП «Покачевнефтегаз» ОАО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь», e-mail: is095@inbox.ru

Влияние геологической неоднородности на эффективность разработки

Статья посвящена вопросам влияния геологической неоднородности объектов разработки на неравномерную выработку запасов и быстрое обводнение зон с повышенными значениями ФЕС. Рекомендуется совместное использование результатов ГИС и керновых исследований с гидродинамическими исследованиями на неустановившихся режимах для локализации интервалов коллектора по продуктивности с целью обоснования системы разработки и корректировки мероприятий по воздействию на пласт в соответствии с установленной геологической неоднородностью продуктивных отложений, а также для уточнения границы промышленных категорий запасов.

Ключевые слова: коллектор, нефть, газ, насыщение пласта, месторождение, геологическая неоднородность, модель, фильтрационно-емкостные свойства, продуктивность коллектора, коэффициент извлечения нефти.

Как правило, при составлении первого проектного документа на разработку в полной мере невозможно учесть геологическую неоднородность объектов разработки при редкой сети разведочных скважин и сейсмических 2D-исследованиях межскважинной зоны. Результаты интерпретации 3D-сейсмических исследований позволяют прогнозировать и моделировать песчанистость (распространение коллекторских свойств) и ФЕС по площади исследования и разрезу при толщинах коллекторов, которые больше или сопоставимы с детальностью сейсмических исследований, однако чаще всего 3D-сейсмические исследования используются только в качестве основы для структурной геологической модели залежей. Геологическая неоднородность продуктивных отложений характеризует изменчивость их природных характеристик в пределах залежи и оказывает существенное влияние на выбор системы разработки и эффективность извлечения нефти из недр, т.е. на степень вовлечения объема залежи в про-

цесс дренирования. Макронеоднородность отражает морфологию залегания пород-коллекторов в объеме залежи углеводородов, т.е. распределение в ней коллекторов и неколлекторов, а микронеоднородность выражается в

изменчивости фильтрационно-емкостных свойств коллекторов [1, 3]. Анализ влияния геологической неоднородности на эффективность выработки запасов приведен в статье на примере двух месторождений Сур-

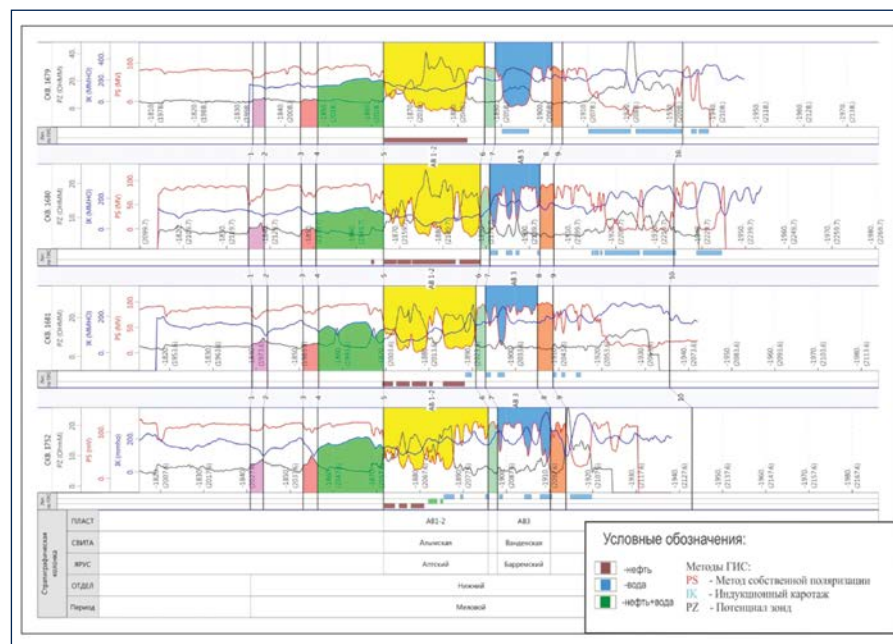


Рис. 1. Схема детальной корреляции по линии скважин № 1679–1680–1681–1752

гутского района Ханты-Мансийского автономного округа.

ПРИМЕР 1.

Для исследования выбран участок в юго-западной части первого рассматриваемого месторождения, на котором пробурены 17 скважин. В разрезе скважин выделяются продуктивные алымская и вандейская свиты. В составе алымской свиты (нижний мел, аптский ярус) расположен продуктивный пласт AB_{1-2} , который в литологическом отношении представлен толщей песчаников и глин мелководно-морского генезиса. В составе вандейской свиты (нижний мел, барремский ярус) выделяется пласт AB_3 , представленный песчаными коллекторами прибрежно-морского происхождения. Детальная корреляция разрезов скважин продуктивных отложений представлена на рисунке 1, где четко прослеживаются продуктивные пласты AB_{1-2} (границы 5–6) и AB_3 (границы 7–8), которые на данном месторождении разрабатываются как единый эксплуатационный объект AB_{1-3} . Пласт AB_3 расположен непосредственно под основным пластом месторождения AB_{1-2} и отделяется от него глинистым пропластком небольшой толщины.

Для обоснования положения ВНК использовались результаты насыщения и исследования на приток по всем рассматриваемым скважинам. Отдельно проанализированы скважины, пробуренные до начала разработки. Затем проведен анализ изменения насыщения пластов по мере бурения эксплуатационных скважин с учетом времени ввода их в разработку. В результате была построена схема обоснования ВНК (рис. 2). Скважины здесь расположены по мере бурения и ввода их в эксплуатацию. Начальное положение водонефтяного контакта определено в скважинах № 1526 и № 1527 и установлено на уровне –1894 м. Анализ текущего положения ВНК по представленным скважинам показывает, что у каждой скважины различное положение ВНК, которое находится во взаимосвязи с геологической неоднородностью продуктивных отложений и не зависит от времени бурения эксплу-

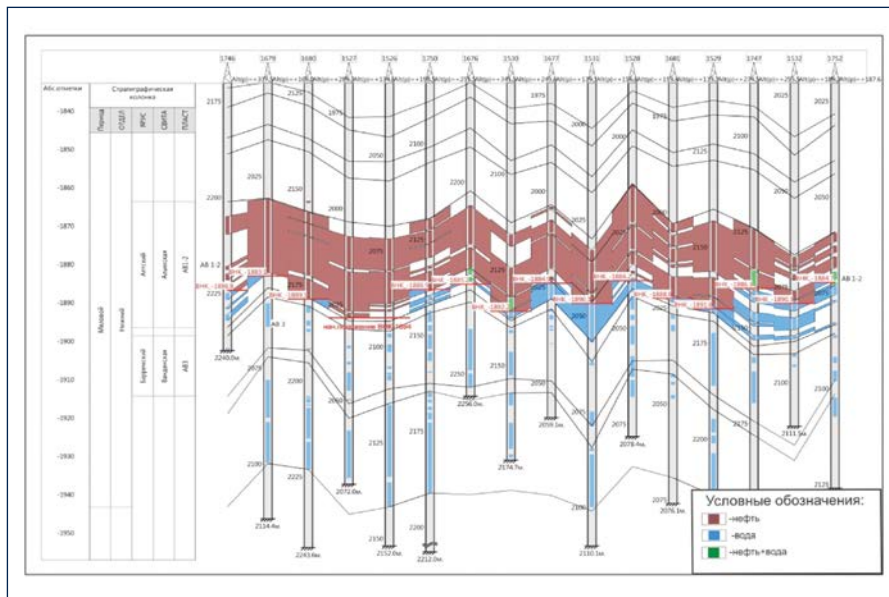


Рис. 2. Схема обоснования ВНК. Скважины расположены в последовательности по времени бурения (пример 1)

атационной скважины. Об этом свидетельствует анализ карт эффективных нефтенасыщенных толщин, открытой пористости, проницаемости и нефтенасыщенности. Наиболее выработанные участки залежи с более высоким текущим положением ВНК приурочены к зонам с лучшими ФЕС и, в частности, с повышенными значениями проницаемости (рис. 3–5).

Кондиционное значение коэффициента пористости для выделения коллектора в разрезе скважины равно 0,16. Карта коэффициента пористости

(рис. 3) показывает, что величины K_p для скважин данного участка залежи имеют достаточно высокие значения – до 0,27 в скважине № 1752 на востоке участка.

Минимальное значение коэффициента открытой пористости определено в скважине № 1746 и составляет 0,195. Максимальное значение – 0,274 (район скважины № 1676). В целом в пределах рассматриваемого участка залежи значения коэффициента открытой пористости изменяются в среднем от 0,22 до 0,26.

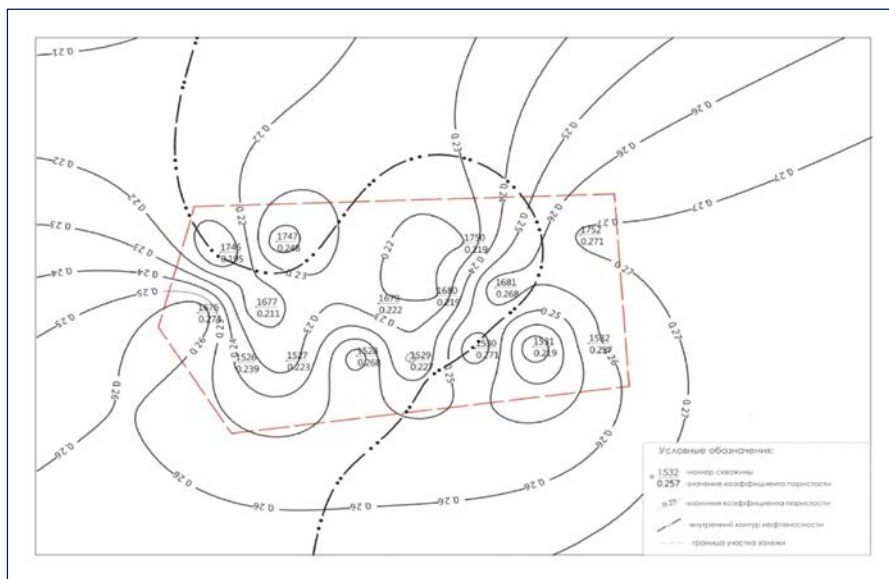


Рис. 3. Карта коэффициента открытой пористости

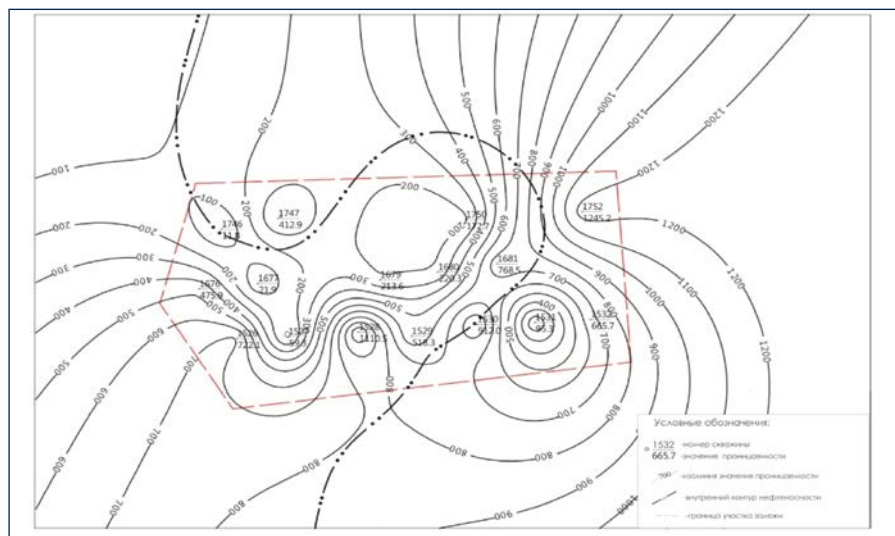


Рис. 4. Карта проницаемости

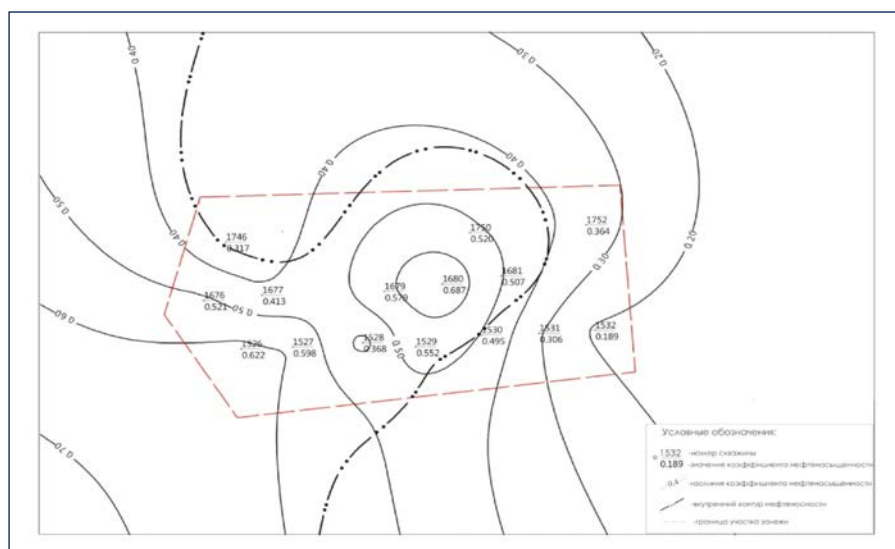


Рис. 5. Карта коэффициента нефтенасыщенности

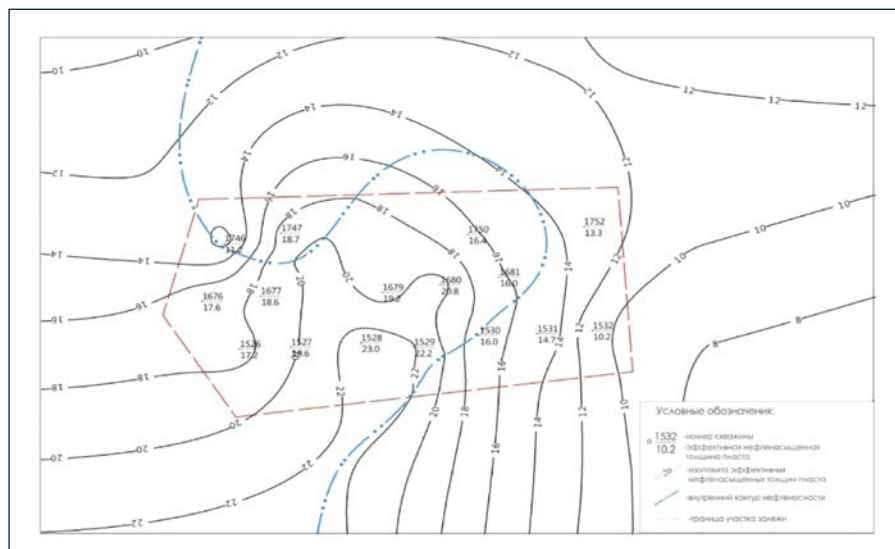


Рис. 6. Карта эффективной нефтенасыщенной толщины

Граничное значение проницаемости для выделения коллектора равно $1 \cdot 10^{-3}$ мкм². Проводя анализ карты проницаемости (рис. 4), можно заметить, что значения проницаемости изменяются в широком диапазоне от $50 \cdot 10^{-3}$ мкм² до $1200 \cdot 10^{-3}$ мкм². Минимальное значение проницаемости определено в скважине № 1527 и равно $59,3 \cdot 10^{-3}$ мкм². Максимальное значение равно $1245,2 \cdot 10^{-3}$ мкм² и определено в скважине № 1752. Коэффициент нефтенасыщенности K_n (рис. 5) по скважинам изучаемого участка также изменяется в достаточно большом диапазоне. Причем его величины различны для скважин чисто нефтяной и водонефтяной зоны. Максимальное значение K_n , равное 0,687, определено в скважине № 1680. В целом по рассматриваемому участку залежи значения коэффициента нефтенасыщенности имеют невысокие показатели и в среднем изменяются от 0,3 до 0,6. Средневзвешенное по пустотному объему коллекторов начальное значение K_n по участку составило 0,55.

Нефтенасыщенные толщины в пределах чисто нефтяной зоны достаточно высокие и изменяются от 16 до 23 м. В пределах ВНЗ они изменяются от 10,2 до 16,7 м (рис. 6).

Нефтенасыщенные толщины в пределах чисто нефтяной зоны достаточно высокие и изменяются от 16 до 23 м. В пределах ВНЗ они изменяются от 10,2 до 16,7 м (рис. 6). Рассмотрим особенности вытеснения пластового флюида из продуктивного пласта в районе эксплуатационной скважины № 1752, которая располагается в пределах водонефтяной зоны. Фильтрационно-емкостные свойства продуктивного пласта в ней имеют самые высокие показатели по сравнению с остальными включенными в анализ скважинами. Проницаемость равна $1245,2 \cdot 10^{-3}$ мкм², пористость – 27,1%. Несмотря на такие превосходные фильтрационно-емкостные свойства, коэффициент нефтенасыщенности продуктивного пласта в этой скважине всего лишь равен 0,364. Текущее положение ВНК с отметкой –1884,7 м в скважине № 1752 является одним из самых высоких в пределах рассматриваемого участка залежи.

Следовательно, улучшение фильтрационно-емкостных свойств продуктивного пласта неминуемо увеличивает обводнение скважины, и здесь данная

закономерность четко прослеживается. По данным МЭРов, обводненность пласта этой скважины составляет 86%, что не связано с длительной эксплуатацией, поскольку скважина № 1752 введена в эксплуатацию в 1999 г., то есть позднее всех рассматриваемых скважин на данном участке залежи (рис. 7).

Следовательно, затраты на бурение этой эксплуатационной скважины и прогнозы с точки зрения нефтеносности участка залежи в районе скважины № 1752 не оправдались.

Результаты работы рассматриваемого участка эксплуатационного бурения хорошо коррелируют с работой залежи в целом. Анализ разработки показывает, что зоны с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами продуктивного пласта обводняются активнее.

В проектом документе на разработку было предусмотрено бурение эксплуатационной сети скважин с равномерной сетью добывающих скважин, что для данного объекта с изменяющимися

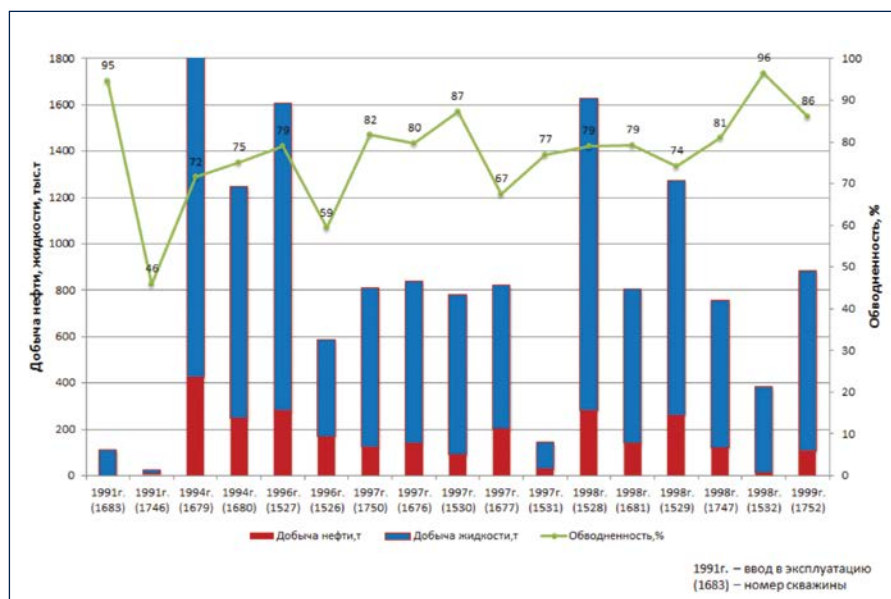


Рис. 7. Динамика добычи нефти, жидкости и обводненности скважин изучаемого участка

по площади фильтрационно-емкостными свойствами оказалось некорректно и неэффективно. Недоучет геологической неоднородности на этапе создания проектного документа отразился на результатах разработки залежи.

ПРИМЕР 2.

Рассмотрим влияние изменения ФЭС на результаты обводнения продуктивного пласта второго месторождения. Объект разработки – продуктивный пласт юрского возраста – представлен



**Воронежский
механический
завод**

- фонтанная арматура
- блоки
обвязки скважин
- комплекты
подземного
оборудования
- станции управления
- противовыбросовое
оборудование
- сертификация API и ISO

394055, г. Воронеж, ул. Ворошилова, 22, тел.: (473) 234-87-49, 234-82-73,
e-mail: 348168@rambler.ru, www.vmzvrn.ru

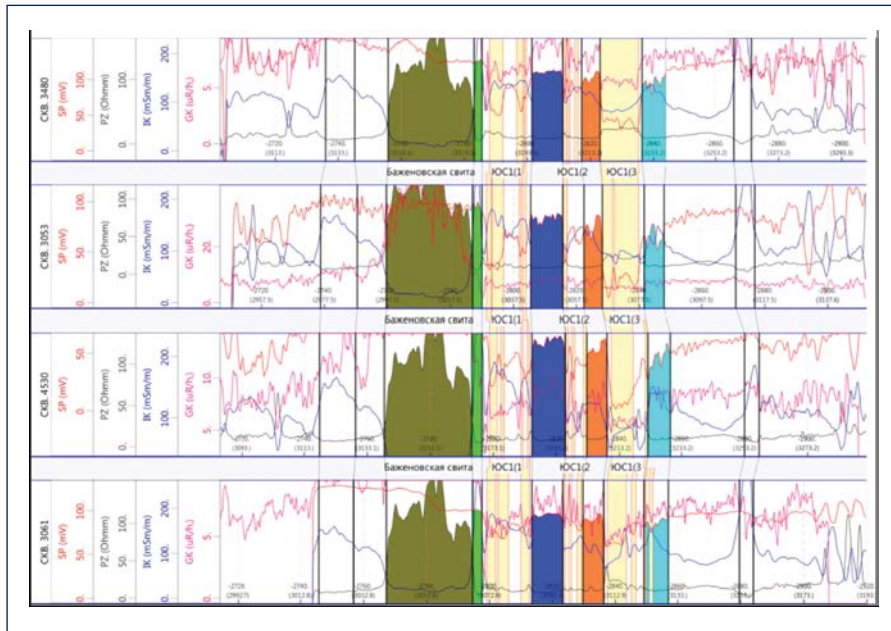


Рис. 8. Схема детальной корреляции верхнеюрских продуктивных отложений (пример 2)

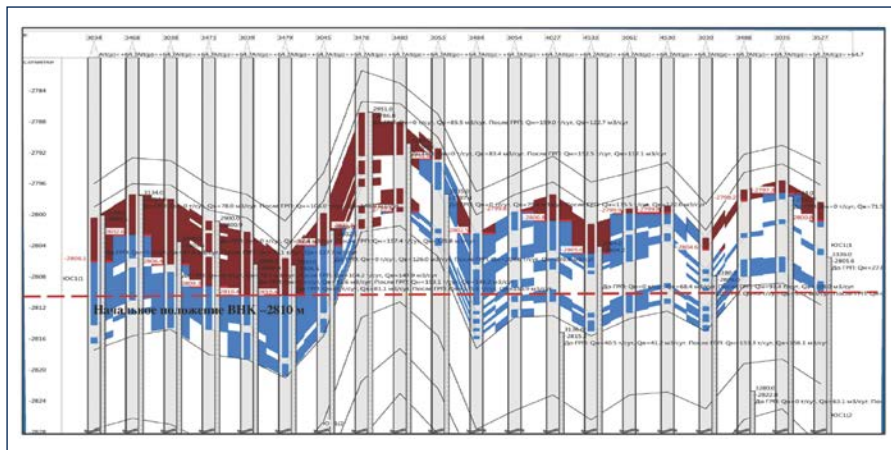
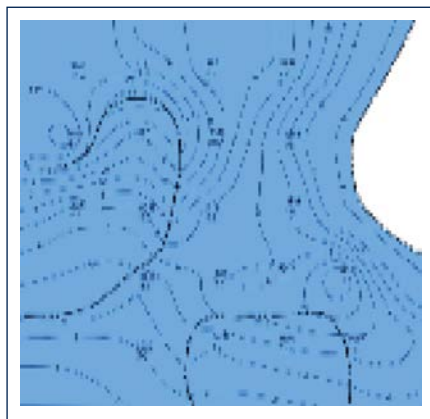
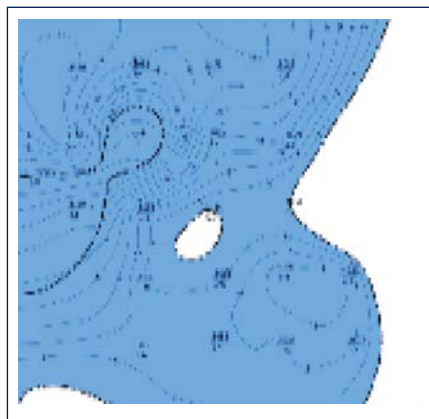


Рис. 9. Текущее положение ВНК участка залежи (пример 2)



а)



б)

Рис. 10. Карта начальной (а) и текущей (б) эффективной нефтенасыщенной толщины участка (пример 2)

* Приложения по геологической модели выполнены в отечественной программе AutoCorr (свидетельство №2004610585)

песчаниками, реже – алевролитами, приуроченными к верхам васюганской свиты. Коллекторами нефти являются в основном песчаники с поровым типом пустотного пространства. Корреляция разрезов скважин представлена на рисунке 8.

На изучаемом участке залежи пробурено 20 скважин. Подсчетным объектом и объектом разработки является продуктивный пласт ЮС₁¹⁺³. Для коллекторов наблюдается уменьшение проницаемости от кровли к подошве, наиболее проницаемые пропластки сосредоточены в кровельной части пласта: пласт ЮС₁¹ имеет проницаемость от 1,6 до 40,0·10⁻³ мкм², пласт ЮС₁² – от 1,1 до 32,7·10⁻³ мкм², пласт ЮС₁³ – от 1,2 до 23,5·10⁻³ мкм². Доля наиболее проницаемых пропластков (с проницаемостью более 16·10⁻³ мкм²) в разрезе каждого из пластов равна, соответственно, для ЮС₁¹ – 50%, для ЮС₁² – 23%, для ЮС₁³ – 17,3%.

Залежь, к которой приурочен изучаемый участок (пример 2), является пластовой, сводовой, простого геологического строения, поскольку не были выявлены тектонические нарушения, выклинивание пласта или стратиграфические размыты. Начальное положение водонефтяного контакта обосновано по разведочным скважинам на абсолютной отметке (а.о.) –2810 м по подошве самого нижнего опробованного нефтенасыщенного интервала. Максимальное значение

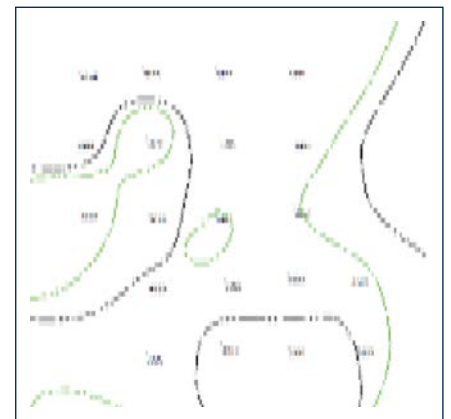


Рис. 11. Совмещение контур нефтеносности по участку залежи (пример 2): начальное положение – контуры черного цвета, текущее положение – контуры зеленого цвета

эффективной толщины – 11,4 м в скважине № 3468, минимальное значение 3,0 м – в скважине № 3030.

Анализ текущего насыщения продуктивного пласта в эксплуатационных скважинах участка, пробуренных с небольшим диапазоном во времени, показывает, что его положение изменяется от начального (а.о. –2810 м) в скважинах № 3039 и № 3479 до а.о. –2792 м в скважине № 3053, т.е. составляет 18 м. Причем, как видно из рисунков 9 и 10, продуктивный пласт в скважинах № 3484 и № 3054 полностью обводнился. Контур нефтеносности (рис. 10) (граница залежи) значительно сместился к центральной части залежи. Изменилась по площади (уменьшилась) чисто нефтяная зона (рис. 11).

Как и в случае с примером 1, на залежи примера 2 реализован проектный документ, предусматривающий бурение эксплуатационной равномерной сети скважин. В процессе разработки участок залежи в районе скважин

№ 3484 и № 3054 с лучшими фильтрационно-емкостными свойствами выработывается наиболее активно. В данном случае бурение этих эксплуатационных скважин оказалось нерентабельным и с отрицательным результатом.

Для учета неравномерного распределения ФЕС в разрезе и по площади залежи еще при проведении геолого-разведочных работ требуются мероприятия для более четкого обоснования границы категории C_1 . В качестве одного из методов, изучающих геологическую макро- и микронеоднородность пласта, рекомендуется использовать результаты гидродинамических исследований на неустановившихся режимах [4].

Использование результатов интерпретации данных гидродинамических исследований (ГДИС) на неустановившихся режимах позволяет в некоторой степени оценить зону распространения коллекторских свойств по площади, что может позволить в дальнейшем

грамотно обосновать выбор системы разработки и мероприятия для увеличения коэффициентов извлечения. Опыт получения и использования такой информации для обоснования границы распространения коллектора высокой продуктивности в ряде нефтегазовых компаний уже есть (сервисная компания «Шлюмберже», ОАО НК «Роснефть» и др.).

На этапе активного разбуривания месторождения эксплуатационной сетью скважин результаты ГДИС на неустановившихся режимах совместно с дифференциацией коллектора по продуктивности, выполненной по геофизическим методам и керновым исследованиям [2, 3], позволят локализовать интервалы коллектора со схожими ФЕС по площади, скорректировать мероприятия по воздействию на пласт в соответствии с установленной геологической неоднородностью продуктивных отложений, а также уточнить границы промышленных категорий запасов.

Литература:

1. Иванова М.М., Чоловский И.П., Брагин Ю.И. Нефтегазопромысловая геология: Учебник для вузов. – М.: Нефть и газ, 2006.
2. Брагин Ю.И., Кузнецова Г.П. Нефтегазопромысловая геология. Статическое геологическое моделирование: Учебное пособие для вузов. – М.: Недра, 2013.
3. Кузнецова Г.П., Тиц Л.Я. Дифференциация запасов залежей нефти верхнеюрских отложений по продуктивности коллекторов месторождения Нижневартовского свода // Каротажник. – 2011. – №9 (207).
4. Роберт Эрлагер-мл. Гидродинамические методы исследования скважин. – М. – Ижевск: Библиотека нефтяного инжиниринга, 2006.

UDC 553.982.2

G.P. Kuznetsova, PhD in geology and mineralogy, Associate Professor of the Field Geology Chair, Gubkin Russian State University of Oil and Gas, e-mail: gp_kuznetsova@ipne.ru; **A.S. Lukashov**, PhD student, Gubkin Russian State University of Oil and Gas; **I.I. Khakimov**, Geologist of Category 2 CDNG-6, Business Unit Pokachevneftegaz, LUKOIL-West Siberia JSC, e-mail: is095@inbox.ru

Effect of geological non-uniformity on extraction efficiency

The article is dedicated to effect of geological non-uniformity of development objects on non-uniform reserve recovery and fast watering of areas with increased values of filtration, capacity, and structure. It is recommended to use jointly GIS results and core studied with hydrodynamic studies at transient modes to localize reservoir intervals by productivity in order to validate the development system and to correct actions intended to impact the layer according to established geological non-uniformity of pay zones as well as to specify the border of reserve industrial grade.

Keywords: reservoir, oil, gas, deposit, geological non-uniformity, model, filtration-capacitive properties, reservoir delivery, oil recovery factor.

References:

1. Ivanova M.M., Cholovskiy I.P., Bragin Yu.I. Neftegazopromyslovaya geologiya (Petroleum field geology): College textbook. – Moscow.: Oil and gas, 2006.
2. Bragin Yu.I., Kuznetsova G.P. Neftegazopromyslovaya geologiya. Statische geologicheskoe modelirovanie (Petroleum field geology. Static geological simulation): Teaching aid. – Moscow: Nedra, 2013.
3. Kuznetsova G.P., Titz L.Ya. Differentsiatsiya zapasov zalezhei nefiti verkhneyurskikh otlozheniy po produktivnosti kollektorov mestorozhdeniya Nizhnevartovskogo svoda (Differentiation of oil reservoirs in upper Jurassic deposits by reservoir delivery of the Nizhnevartovsk arch deposit) // Core logger. – 2011. – No 9 (207).
4. Robert Erlager, jr. Gidrodinamicheskie metody issledovaniya skvazhin (Hydrodynamic methods for well survey). – Moscow – Izhevsk: Oil engineering library, 2006.